

关于《关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金上市 及中航京能光伏 1 号资产支持专项计划资产支持证券 挂牌转让申请受理反馈意见》的回复

上海证券交易所：

中航基金管理有限公司、中航证券有限公司已收到《关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金上市及中航京能光伏 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见》（20221229R0014），经认真研究相关反馈意见，结合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》《证券公司及基金管理公司子公司资产证券化业务管理规定》《上海证券交易所公开募集基础设施证券投资基金(REITs)业务办法（试行）》《上海证券交易所资产证券化业务指引》等有关法律法规及有关规章的规定，答复如下：

目录

一、关于国补收入。根据申报材料，2019 年度、2020 年度及 2021 年度，两个项目确认的国补收入分别占当年营业收入的 60.59%、59.22%、59.46%。如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司分别从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。请基金管理人、资产支持证券管理人（以下合称管理人）对下列事项发表意见：	1
1. 结合国补退坡对项目现金流的影响，论证基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项的要求；	1
（1） 运营时间已满 3 年，已产生持续、稳定的现金流	2
（2） 投资回报良好	3
（3） 具有持续经营的能力	4
2. 结合基础设施项目收入主要来源于国补，对基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项的要求发表明确意见。	6
（1） 基础设施项目现金流来源合理分散	6
（2） 项目收入主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入	7
3. 从保护投资者利益的角度出发，选择合适的国补应收账款处理方案，并进行充分论证说明和风险揭示。	8
（1） 国补应收账款现状	9
（2） 国补应收账款处理方案	10
（3） 保理方案核心条款	10
（4） 基金存续期杠杆率测算	12
（5） 相关风险揭示	13
二、关于项目估值。请管理人详细披露项目所在区域用电情况、市场同业发售电情况，项目适用的保障性小时数与电价政策，消纳环境分析结论，以及有关收益预测与估值依据，并进行充分的风险揭示。	14
1. 基础设施项目估值变化	14
2. 江山永宸的收益预测及合理性说明	15
（1） 发电收入	15
（2） 发电成本及其他费用	25
3. 湖北晶泰的收益预测及合理性说明	25
（1） 发电收入	25
（2） 发电成本及其他费用	34
4. 折现率的测算思路及结果	34
三、关于风险应对及揭示。请管理人针对下列事项进行风险应对及揭示：	35
1. 针对国补退坡风险，制定完善的风险缓释措施，并进行充分信息披露；	35
（1） 绿证交易缓释国补退坡影响，保持项目增长潜力	36
（2） 基金扩募潜力大，可部分缓释国补退坡影响	37
（3） 国补退坡后估值的审慎处理	38
（4） 国补退坡后极端风险处置方案	39
2. 针对行业特有的政策风险以及自然灾害等，制定极端风险应对预案及信息披露、风险揭示；	41
（1） 政策类风险	42
（2） 自然灾害类风险	48
3. 进一步论证送出线路租金水平及其合理性并做充分信息披露；	50
（1） 送出线路剥离情况	50

(2) 送出线路运营及合规情况	51
(3) 送出线路未纳入基础设施资产范围的原因及其合理性	52
(4) 线路转让方式及会计处理	53
(5) 送出线路租金水平及其合理性	54
4. 充分披露项目公司未来资金归集及资金安全保障安排等。	57
(1) 项目公司账户情况及变更安排	57
(2) 资金归集及资金安全保障安排	58
四、关于费用安排。请管理人结合成本费用情况、对运营管理机构激励约束等，对各主体 收费合理性进行论证说明。	59
1. 各主体（基金管理人、计划管理人、运营管理机构）收取费用情况	60
2. 各主体（基金管理人、计划管理人、运营管理机构）收取费用合理性说明	61
(1) 基金管理人及计划管理人收费合理性说明	61
(2) 运营管理机构收费合理性说明	62

一、关于国补收入。根据申报材料，2019 年度、2020 年度及 2021 年度，两个项目确认的国补收入分别占当年营业收入的 60.59%、59.22%、59.46%。如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司分别从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。请基金管理人、资产支持证券管理人（以下合称管理人）对下列事项发表意见：

1.结合国补退坡对项目现金流的影响，论证基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项的要求；

2.结合基础设施项目收入主要来源于国补，对基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项的要求发表明确意见。

3.从保护投资者利益的角度出发，选择合适的国补应收账款处理方案，并进行充分论证说明和风险揭示。

答复：

管理人已对上述事项发表意见，且截至本反馈回复提交之日，管理人已选择合适的国补应收账款处理方案，进行充分论证说明并在本项目申请文件中进行了充分的风险揭示，具体如下：

1. 结合国补退坡对项目现金流的影响，论证基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项的要求；

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项的要求，基础设施项目应当符合“原则上运营 3 年以上，已

产生持续、稳定的现金流，投资回报良好，并且具有持续经营能力，较好的增长潜力”。基础设施项目满足以上要求，具体情况如下：

(1) 运营时间已满 3 年，已产生持续、稳定的现金流

1) 运营时间已满 3 年

根据榆林市江山永宸能源有限公司（以下简称“江山永宸”）电力业务许可证（许可证编号 1031017-00480）、湖北晶泰光伏电力有限公司（以下简称“湖北晶泰”）电力业务许可证（许可证编号 1052216-00485）中机组情况登记结果，榆林永宸和湖北晶泰机组投产日期分别为 2017 年 6 月、2015 年 1 月。截至本反馈回复提交之日，项目已分别稳定运营 5 年和 8 年以上，均满足基础设施项目运营时间原则上不低于 3 年的要求。

2) 已产生持续、稳定的现金流

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，江山永宸 EBITDA 分别为 22,937.10 万元、27,928.39 万元、28,429.52 万元和 22,728.79 万元，经营活动产生的现金流量净额分别为 12,015.89 万元、24,898.47 万元、17,499.60 万元和 18,811.32 万元。

2019 年度、2020 年度、2021 年度及 2022 年 1-9 月，湖北晶泰 EBITDA 分别为 9,675.86 万元、7,532.03 万元、8,627.97 万元和 6,018.44 万元，经营活动产生的现金流量净额分别为 10,300.64 万元、18,207.46 万元、2,064.31 万元和 2,830.35 万元。

湖北晶泰 2021 年度经营活动产生的现金流量净额较 2020 年度有所下降，主要原因是 2021 年度湖北晶泰实收补贴款较前一年大幅度

减少。随着两个项目公司均列入 2022 年第一批可再生能源发电补贴核查的合规清单，榆林永宸于 2022 年 12 月 29 日、2022 年 12 月 30 日共计收到国补回款 48,784.07 万元，湖北晶泰于 2022 年 12 月 29 日收到国补回款 8,088.48 万元，国补回款加快加量发放，回款情况有明显改善，预计未来现金流的波动幅度将逐渐缓和。

项目公司近三年及一期的现金流情况如下：

表 1 江山永宸近三年及一期现金流情况

单位：万元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
息税折旧摊销前利润 (EBITDA)	22,728.79	28,429.52	27,928.39	22,937.10
经营活动产生的现金流量净额	18,811.32	17,499.60	24,898.47	12,015.89

表 2 湖北晶泰近三年及一期现金流情况

单位：万元

项目	2022 年 1-9 月	2021 年度	2020 年度	2019 年度
息税折旧摊销前利润 (EBITDA)	6,018.44	8,627.97	7,532.03	9,675.86
经营活动产生的现金流量净额	2,830.35	2,064.31	18,207.46	10,300.64

江山永宸和湖北晶泰近三年及一期 EBITDA 维持在相对稳定、可观的水平，能够为投资者提供较为稳定、可观的分配金额，同时经营活动产生的现金流量净额持续为正。因此，基础设施项目已经产生持续、稳定的现金流，符合作为基础设施基金底层资产的条件。

(2) 投资回报良好

根据《中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金可供分配金额测算审核报告》，可供分配金额的 100% 向投资者分配。在相关假设

前提下，预计 2023 年度、2024 年度基金的可供分配金额分别为 32,652.43 万元和 33,359.60 万元。以拟募集资金 26.80 亿元测算，预计本基金 2023 年和 2024 年的分派率（预计年度可供分配金额/公募基金拟募集规模）分别为 12.18%和 12.45%；均满足分配率大于 4% 的要求。因此，基础设施项目投资回报良好，符合作为基础设施基金底层资产的条件。

（3） 具有持续经营的能力

从电站发电寿命看，根据江山永宸与湖北晶泰的电力业务许可证中机组情况登记结果，榆林光伏项目与晶泰光伏项目机组设计寿命均为 25 年。根据榆林光伏项目、晶泰光伏项目机组情况登记中投产日期 2017 年 6 月、2015 年 1 月计算，榆林光伏项目、晶泰光伏项目机组分别可使用至 2043 年和 2040 年。

从法律方面看，根据北京市汉坤律师事务所（以下简称“汉坤”）出具的《关于申请募集注册中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金的法律意见书》，汉坤认为：榆林光伏项目、晶泰光伏项目具有持续经营能力、较好增长潜力，不存在影响持续经营的法律障碍。

从电量消纳看，基础设施项目所在地陕西省与湖北省均具有较强的可再生能源电力消纳能力。根据国家能源局于 2022 年 9 月 16 日发布的《国家能源局关于 2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报》（国能发新能〔2022〕82 号），陕西省光伏发电 2020 年、2021 年实际利用率分别为 97.1%、98%；湖北省光伏发电 2020

年、2021 年实际利用率分别为 100%、100%，两个省份均展现出了极强的可再生能源电力的消纳能力。此外，随着陕北-武汉±800 千伏特高压输电工程的开通，将进一步提高陕西电网跨区清洁能源传输能力，增强陕西省可再生能源电力的消纳能力。

结合上述分析，基础设施项目具备持续经营的客观基础、不存在影响持续经营的法律障碍且项目所在省份皆具备较强的可再生能源电力消纳能力。

在此前提下，根据基础设施项目的实际发电情况，预计榆林光伏项目将在 2034 年、晶泰光伏项目将在 2035 年面临国补退坡，如无其他补充收入来源，预计年营业收入将下降约 60%。但根据预测，国补退坡后基础设施项目营业收入和基金可供分配金额仍维持较高水平，具体如下：

表 3 国补退坡后基础设施项目营业收入和基金可供分配金额测算
单位：万元

年份	营业收入	经营活动产生的现金流量净额	可供分配金额
2033	40,801.54	32,331.25	29,706.15
2034	26,819.57	35,223.63	33,315.20
2035	16,441.50	38,394.19	20,873.17
2036	15,898.47	36,540.05	10,165.96
2037	15,799.33	17,276.45	10,413.10
2038	15,700.89	11,109.14	10,527.02
2039	15,603.14	11,005.68	10,622.68
2040	12,072.14	8,643.94	8,393.03
2041	11,749.18	8,321.16	7,949.57
2042	3,051.59	1,502.92	2,236.90

随着碳达峰、碳中和目标的提出，基金管理人亦可通过绿证交易弥补国补退坡后项目公司营业收入（注：该潜在绿证收入未计入上表

中），缓释国补退坡对项目现金流的影响。

综上所述，基础设施项目符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（三）项的要求。

2. 结合基础设施项目收入主要来源于国补，对基础设施项目是否符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项的要求发表明确意见。

根据《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项的要求，基础设施项目应当符合“现金流来源合理分散，且主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入”。本项目满足以上要求，具体情况如下：

（1） 基础设施项目现金流来源合理分散

基础设施项目的直接现金流提供方为国网陕西省电力有限公司、国网湖北省电力有限公司，项目公司的上网电价由燃煤发电标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）及可再生能源电价附加资金补助构成（简称“国补”）。

其中的燃煤发电标杆上网电价电费收入最终来源于居民和工业厂商等电力用户，且国网公司就电力用户终端电价有成熟可靠的电价收取机制。国补根据《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》相关规定，由可再生能源发展基金支出。

综上，基础设施项目现金流穿透看来源于广大电力终端用户及可再生能源发展基金，具有分散的特点。

（2） 项目收入主要由市场化运营产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入

根据证监会公告[2008]43号《公开发行证券的公司信息披露解释性公告第1号——非经常性损益（2008）》（以下简称“证监会公告[2008]43号”），非经常性损益是指与公司正常经营业务无直接关系，以及虽与正常经营业务相关，但由于其性质特殊和偶发性，影响报表使用人对公司经营业绩和盈利能力做出正常判断的各项交易和事项产生的损益。

一是项目公司取得的国补直接来自公司的主营光伏发电业务，与光伏发电密切相关，由项目公司正常经营业务产生，并且是电力销售对价的组成部分。根据电价批复文件、国网陕西省电力有限公司与江山永宸于2022年6月10日签署的《购售电合同》以及国网湖北省电力有限公司与湖北晶泰于2022年5月10日《2022年度购售电协议》，上网电价由燃煤发电标杆上网电价（含脱硫、脱硝和除尘）及可再生能源电价附加资金补助构成。因此，项目公司取得的国补在性质上属于营业收入，与其正常经营业务直接挂钩，不属于非经常性损益的范畴。

二是根据历史数据，项目公司自进入国补目录后，每年持续收到拨付的国补。根据财建〔2020〕426号文规定，榆林光伏项目与晶泰光伏项目在满足自并网之日起满20年或补贴合理利用小时数达到26000和22000小时之前，可以持续依靠上网电量获得国补收入。因

此国补属于与主营业务相关的持续性收入，而非偶发性收入，不属于证监会公告[2008]43号中所定义的非经常性损益。

《中国证券监督管理委员会资产证券化监管问答（一）》亦规定，可再生能源发电项目现金流中来自按照国家统一政策标准发放的中央财政补贴部分（包括价格补贴），可纳入资产证券化的基础资产。

综上，基础设施项目的营业收入均基于市场化运营的发电业务产生，不依赖第三方补贴等非经常性收入，现金流来源具有分散的特点，基础设施项目符合《公开募集基础设施证券投资基金指引（试行）》第八条第（四）项的要求。

3. 从保护投资者利益的角度出发，选择合适的国补应收账款处理方案，并进行充分论证说明和风险揭示。

从保护投资者利益的角度出发，本项目选取银行保理作为国补应收账款的处理方案。相较于 2022 年 12 月 30 日的初次申报稿，现行的国补应收账款处置方式由折扣后直接售出给北京能源国际控股有限公司（简称“京能国际”）的“卖断出表模式”，转变为平价转让给保理银行的“保理融资模式”。国补应收账款处置方式的转变使估值下降约 2.4 亿元，进一步保障了投资者的利益。

卖断出表模式“实现了风险的实质转移”，通过转让国补应收款回收的现金在估值当期即刻得以体现；而保理融资模式则是向保理银行平价转让国补应收款而实现融资，“未实现风险的实质性转移”，估值时国补应收款的回款情况仍按保理融资前的回款情况进行预测，

因此保理融资模式会引致估值下降。

保理融资模式下，基础设施项目的估值将不受国补应收账款处置方式影响，其估值结果更为审慎，充分保护投资者的利益。

国补应收账款处理方案具体论证说明及风险揭示如下：

(1) 国补应收账款现状

光伏发电基础设施项目全容量并网日为基础设施项目计算享受国补的起点，但需等待基础设施项目正式纳入国补名录后，电网公司才会向项目公司拨付国补款项。榆林光伏项目 2017 年 6 月全容量并网发电，但因政策原因，2020 年才纳入国补名录并开始获得国补款项拨付。即 2017 年至 2020 年期间产生的国补应收账款于 2020 年才开始发生回款。因此一般国补回款周期较长（回款周期指国补产生时点至国补收回时点）。

经测算，截至 2022 年 12 月 31 日，榆林光伏项目国补历史回款共计 7.22 亿元，加权平均回款天数为 1,079.10 天（即 2.96 年）。晶泰光伏项目 2015 年 5 月全容量并网发电，2017 年纳入国补名录后获得国补款项拨付，经测算晶泰光伏项目历史国补回款 3.70 亿元，加权平均回款天数 563.35 天（即 1.54 年），国补账期整体相对较短。两个项目按照国补回收金额加权计算，平均回款年期为 2.48 年。具体情况如下表所示：

表 4 项目公司历史年度国补回款统计表

单位：亿元

年份	新增 国补	国补回款
----	----------	------

		2016 年		2017 年		2018 年		2019 年		2020 年		2021 年		2022 年		合计	
		金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比	金 额	占 比
2016 年	0.62			0.59	94%	0.03	6%									0.62	100%
2017 年	1.38					0.31	22%	0.39	28%	0.68	49%					1.38	100%
2018 年	2.40							0.07	3%	1.05	44%	0.72	30%	0.55	23%	2.40	100%
2019 年	2.52									0.68	27%			1.84	73%	2.52	100%
2020 年	2.89									0.03	1%	0.17	6%	2.69	93%	2.89	100%
2021 年	2.81													1.12	40%	1.12	40%
2022 年 1-9 月	3.16															0.00	0%

(2) 国补应收账款处理方案

如上所述，国补回收有一定账期，且回收周期有较大不确定性。为平滑存续期内的基金现金流，使得本基金每年可供分配金额相对平稳，降低因国补回款周期的不确定性对基金分红的影响。在本基金存续期间，计划于每年年末前，两个项目公司将前一年度形成且未回款的国补通过保理方式平价转让给保理银行，保理银行向各项目公司支付相应对价。

(3) 保理方案核心条款

两个项目公司与保理银行已分别签署《保理业务合作协议》，对保理标的标准、保理合作期限与保理期限、保理息费安排、账户管理、还款保障等内容进行了约定，核心条款如下：

1) 保理合作期限与保理期限

与本基金存续期限保持一致，具体为自基金合同生效之日起 20 年。原则上，每笔应收账款的保理融资期限不得超过 3 年。

2) 保理息费安排

在未来任意时间依据《保理业务合作协议》开展的任意一笔保理业务，保理融资利率不超过 3.6%/年。保理融资的结息频率为按年结息，发放融资后，按日计息（日利率=年利率/360），融资到期时，未结利息随融资本金共同结清。

3) 账户管理

由两个项目公司在保理银行或其分（支）行开立或指定的账户作为监管账户。各项目公司通过监管账户接收、存放、支出保理资金。

4) 还款保障

保理融资第一还款来源和保障是国补所产生的相关现金流。同时为进一步缓释国补的流动性，两个项目公司将与保理银行、原始权益人京能国际能源发展（北京）有限公司（以下简称“京能发展（北京）”）签署《应收账款回购协议》。

① 回购安排

每年实施保理业务时，拟签署的《应收账款回购协议》中约定，如保理银行在国补标的债权付款日未能足额收到标的债权对应款项和/或保理融资利息的，项目公司或京能发展（北京）应于标的债权交易对价支付日届满 3 年之日无条件回购保理银行持有的国补标的债权，并按约定的金额及进度向保理银行支付回购价款。

项目公司同意，如京能发展（北京）根据保理银行要求履行回购义务，项目公司应向京能发展（北京）支付一笔资金占用费，资金占用费与保理融资利率相同。

② 触发应收账款回购的可能性分析

根据保理方案，项目公司向保理银行转让国补应收款时，应收账款已有平均 1.5 年账期，加之保理期限 3 年，即应收账款平均账期超过 4.5 年时，才会触发回购义务。据前述分析，江山永宸国补应收款平均回款周期 2.96 年，湖北晶泰国补应收款平均回款周期 1.54 年，均短于 4.5 年。因此，保理期限到期时，触发回购义务的可能性较小。

（4） 基金存续期杠杆率测算

经测算，自 2023 年启动保理业务后，2024 年度至 2034 年度保理余额保持相对稳定，而基金净资产随基金分红逐年降低，致使基金杠杆率逐步攀升并于 2034 年达到期内峰值，但仍低于基金杠杆率限额（140%）。

另外，为满足基金杠杆率不超过 140%的要求，且考虑到国补应收款回款周期可能明显缩短的情况，根据保理业务合作协议约定，项目公司有权自主决定是否开展单笔保理业务合作以及开展单笔保理业务合作的时点，项目公司未提起单笔保理业务合作的，不视为项目公司对保理业务合作协议项下权利的放弃或更改，也不视为任何一方违约。项目公司与保理银行在合作期限内应继续按保理业务合作协议的约定开展保理业务合作。

（5） 相关风险揭示

为尽可能降低国补回款周期的不确定性对基金分红造成的影响，增强基金分红的持续性和稳定性，湖北晶泰、江山永宸已分别与保理银行签署保理业务合作协议，约定基金存续期内拟安排最晚于每个自然年度结束前 30 个工作日将上一年度的新增国补应收账款平价转让予保理银行开展保理业务合作；保理业务合作期限与本基金存续期保持一致，具体为自基金合同生效之日起 20 年；每笔国补应收账款的保理融资期限应以其实际回款时间确定，原则上每笔国补应收账款的保理融资期限不得超过 3 年；就任意一笔国补应收账款的保理业务而言，保理融资利率不超过 3.6%/年；受限于前述条件，国补应收账款保理的具体安排以湖北晶泰、江山永宸与保理银行分别签署的《保理合同》约定为准。为进一步缓释补助资金的流动性，各项目公司将分别与华夏银行、京能发展（北京）签署《应收账款回购协议》，履行并促使京能发展（北京）履行应收账款回购义务。理论上，榆林光伏项目预计享受国补至 2034 年，晶泰光伏项目预计享受国补至 2035 年，剩余期限较长，存在因监管政策、市场环境、审批条件变化等因素，导致保理银行不能按方案受让国补应收账款债权，预期的现金流入无法实现的风险，对基金的分红带来不确定性。

二、关于项目估值。请管理人详细披露项目所在区域用电情况、市场同业发售电情况，项目适用的保障性小时数与电价政策，消纳环境分析结论，以及有关收益预测与估值依据，并进行充分的风险揭示。

1. 基础设施项目估值变化

表 5 估值参数变化

变化内容	申报版 (评估基准日：2022/6/30)	反馈修改版 (评估基准日：2022/9/30)	估值影响
预测期	榆林光伏项目： 2022 年 7 月 1 日至 2042 年 4 月 2 日	榆林光伏项目： 2022 年 10 月 1 日至 2042 年 4 月 2 日	预测期缩短致使项目减少 3 个月的收益，但 2022 年 10 月及以后的现金流也减少 3 个月折现，合计估值下降 0.3 亿左右。
	晶泰光伏项目： 2022 年 7 月 1 日至 2040 年 1 月 25 日	晶泰光伏项目： 2022 年 10 月 1 日至 2040 年 1 月 25 日	
保理业务模式及差异	预测期内，京能国际或其子公司在每年年末将以不高于 5% 的折扣率收购项目公司应收国补款项。	预测期内，项目将国补应收款平价转让给保理银行，且每年支付一定费用（不高于 3.6%/年），项目公司收到国补后向银行偿还保理融资。	保理模式变化导致两个项目估值下降 2.4 亿元左右。
	国补应收款及其附随的全部权利或义务（如有）将转让给京能国际，项目公司不再享有该笔款项的任何权利，实现了风险的实质转移。 估值中考虑了国补应收款当年卖断后即得现金致使回款周期提前的影响。	在保理银行未收到可再生能源发展基金发放国补款之前，未实现风险的实质性转移。 估值中按照历史年度普通国补回款周期预测现金流。	
项目公司收入、成本和费用等收益预测数据	基于截至 2022 年 6 月 30 日的经营财务数据。	根据 2022 年度项目公司实际全年发电数据、已实现销售数据及已发生成本费用进行调整。	根据 2022 年度实际经营数据调整估值下降 0.3 亿元左右。
限电率	预测期江山永宸的限电率是根据自基础设施项目并网发电以来的限电率下降趋势进行预测(2023 年 6%，2024 年及以后 5%)。	预测期江山永宸的限电率是根据 2022 年实际限电率 6%进行预测。	限电率调整估值下降 0.1 亿元左右。

变化内容	申报版 (评估基准日: 2022/6/30)	反馈修改版 (评估基准日: 2022/9/30)	估值影响
估值结果	27.68 亿元	24.54 亿元	估值合计下降 3.1 亿元左右。

2. 江山永宸的收益预测及合理性说明

(1) 发电收入

光伏发电收入由电价收入及补贴收入两部分组成, 电价收入又包括基础电量电价收入和交易电量电价收入, 具体公式如下:

公式①: 发电小时数 = 理论发电小时数 $\times$ (1-衰减率) $\times$ (1-限电率)

公式②: 结算电量=发电小时数 $\times$ 实际装机容量 $\times$ (1-损失率)

公式③: 发电收入= 电价收入+补贴收入 = (结算电量交易电量部分 $\times$ 交易电价+结算保障小时数以内(或优先发用电计划内)电量部分 $\times$ 标杆/基准电价)+结算电量 $\times$ 可再生能源补贴

影响发电收入的核心参数有理论发电小时数、衰减率¹、限电率²、损失率³、结算电量和对应电价等。

1) 理论发电小时数: 从项目公司所在区域发电情况分析, 江山永宸的理论发电小时数预测合理。

表 6 项目公司所在区域发电情况对比

单位: 小时

项目	小时数
----	-----

¹ 衰减率: 在标准条件下, 光伏组件运行一段时间后, 发电效率的下降的比值。

² 限电率: 限电, 即限制电力的输出, 指的是地方电力调度中心出于电力系统安全性与稳定性的考虑, 限制电站发电而不能全力运行的情况(限电率=限电量 $\div$ 电站全力运行下发电量)。

³ 损失率: 指电站发电端到电网结算端之间会产生电量损失, 主要包括送出线路线损、厂用电等电能损失, 将此电量损失的比率称之为损失率。损失率的产生主要与线路的导线电阻率、温度、长度等因素有关。

所在区域同业平均等效发电小时数（2021 年）	1,653
电站光资源理论发电小时数（历史卫星气象数据多年平均）	1,514-1,778
江山永宸电站预测值（2023 年）	1,650
备注： 1. 所在区域同业平均等效发电小时数：在同等发电条件下，同区域电站发电小时数（原始数据来源：《国家能源局关于 2021 年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报》（国能发新能〔2022〕82 号），暂未公示 2022 年年度数据）。 2. 电站光资源理论发电小时数：按电站所在榆林市榆林区太阳能光照资源条件查询所得数据，即 1,646 小时 $\pm 8\%$ （后者为卫星数据不确定性区间），可得理论小时数范围为 1,514-1,778 小时。数据来源：世界银行、SolarGIS。	

2023 年江山永宸理论发电小时数预测值约为 1,650 小时，对比项目所在地区同业平均等效发电小时数 1,653 小时，项目所在地榆林市榆林区光照资源条件下光伏项目理论发电小时数 1,514-1,778 小时范围，该理论发电小时数预测数值与同业平均等效及光资源理论值相近，具有合理性。

2) 衰减率

根据《光伏制造行业规范条件（2018 年本）》，榆林光伏项目剩余运行年限内组件衰减率为 0.70%/年。

3) 限电率及消纳环境：从项目公司所在区域用电情况以及当地消纳环境分析，江山永宸的限电率预测合理。

近年来，陕西省全社会用电量需求稳定增长，省内新能源发电空间的扩大、电力市场化交易的推进、电网输电环境的日趋友好，这些

因素均有效的改善了陕西省新能源电力消纳，使得 2021 年陕西省光伏利用率高达 98%。在现有消纳条件下，考虑新能源发电成本比传统火电的优势、西电东输的总体战略布局，新能源电力消纳还有进一步提升的空间。具体说明如下：

① 陕西省全社会用电量整体呈增长趋势

表 7 陕西省历史全社会用电量

单位：亿千瓦时

项目	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
用电量	1,594.17	1,682.82	1,740.90	1,966.34
同比增速	6.7%	5.6%	3.5%	13.0%

2018 年度至 2021 年度，陕西省全社会用电量整体呈增长趋势，用电量增加 372 亿千瓦时。2021 年度，陕西省全社会用电 1,966.34 亿千瓦时，同比增长 13.0%，增速较上年同期加快 9.5 个百分点。

② 陕西省历史年度新能源消纳环境总体向好

榆林光伏项目历史限电较高是由于当地电力消纳有限、外送输通道容量不足、省内多家电网企业致使跨网调度需要跨企业协调等客观因素，使得该项目在历史发电中受限较多。近两年限电情况有所缓解，一是因为在双碳政策下火电等传统能源发电让出发电与输电空间，改为灵活性可调节的发电机组，增加新能源的空间的同时，加强了电力电源的整体灵活性；二是因为陕西电网网架结构的完善，电量交易规则以及交易品种的增加（如省间交易、双边协商交易、替代交易），

进一步通过市场化的方式促进电力消纳；三是原持有榆林地方电网的陕西省地方电力（集团）有限公司已于 2022 年并入国家电网体系，进一步增强全省区电网的统一规划、统一建设、统一调度、统一管理，加快解决国家电网企业与地方电网企业管辖下不同地区电网的发展不平衡不充分问题。在国家碳达峰和碳中和的战略背景下，西北电网年电力运行情况呈现良好发展态势，新能源消纳成效显著。

③ 陕北区域消纳能力未来有进一步的提升空间

A. 陕西省新能源消纳总体向好，成效显著

根据全国新能源消纳监测预警中心发布数据来看，2021 年，全国光伏利用率为 98%，陕西省光伏利用率为 98%；2022 年 1-11 月，全国光伏利用率为 98.2%，陕西省光伏利用率为 97.8%。

B. 新能源交易相较于传统火电交易具有成本优势

陕西地区为鼓励风电、光伏等新能源机组替代常规火电机组发电交易，从长期电力交易的角度上，综合考虑煤炭价格和人力成本、通货膨胀下材料维修费用增加的背景，新能源发电成本将低于火电机组发电成本，使新能源在未来电力市场上更具竞争力。榆林市光照条件绩优，在同等建设运营条件下，榆林光伏电站拥有更低的发电成本，更具有市场竞争力。

C. “西电东输”未来新能源限电率将进一步降低

2021 年，陕西电网外送电量 689.79 亿千瓦时，同比增长 36.78%。未来随着陕西电网特高压供电线路的陆续投运，榆林市陕北特高压换

流站的持续优化运营，将提高外送能力，榆林市电力整体消纳能力还将持续增强。

④ 评估预测数据

随着当地消纳能力的提高，根据江山永宸发电数据统计，江山永宸的限电率逐年降低，2021 年度及 2022 年度限电率统计如下：

表 8 江山永宸 2021 年度及 2022 年度限电率统计表

年度/期间	1-9 月	10-12 月	1-12 月
2021 年度	12%	13%	12%
2022 年度	6%	5%	6%

根据上表数据可以看出，2022 年 10 月及以后限电率存在进一步下降的趋势，在第四季度也已降至 5%以内，2022 年度全年限电率不超过 6%。

根据以上分析，随着社会用电的增加，消纳能力的提高，2022 年 1-11 月陕西光伏利用率已达到 97.8%，未来的限电率有望进一步下降。但是出于保守合理估计，此次评估结合 2022 年限电情况，预计 2023 年及后续年度限电率保持为 6%，该参数的预测是合理的。

4) 发电小时数

综上所述，根据公式①发电小时数 =理论发电小时数 × (1-衰减率) × (1-限电率)，可得基金成立后首年 2023 年度江山永宸发电小时数为 1,540 小时。项目剩余运行期内，后续年发电小时数预测值同理可计。

5) 损失率

根据电站发电经营数据显示,2018 年-2022 年的损失率为 0.31%、2.62%、1.93%、1.90%及 1.94%,考虑到近 4 年的波动较小,在 2.00% 上下,故本次对于 2023 年及以后的预测采用 2019 年-2022 年的平均数 2.1%作为取数依据。

6) 结算电量:从项目公司所在区域售电情况分析,结算电量预测合理

综上,根据公式②,可得 2023 年榆林光伏项目结算电量的预测值约为 5.00 亿千瓦时。

据了解,同等电站规模条件下,2022 年项目所在地(榆林市榆阳区)的电站平均结算电量约为 4.7 亿千瓦时(即同业平均售电量),最高结算电量约为 5.03 亿千瓦时(即同业最高售电量)。2022 年榆林光伏项目实际结算电量约 4.87 亿千瓦时,同期排名靠前。

榆林光伏项目 2023 年结算电量预测值(5.00 亿千瓦时)位于区域内同业平均售电量(4.7 亿千瓦时)与最高售电量(5.03 亿千瓦时)之间,榆林项目实际发电相比同区域电站靠前,本次预测值属于合理范围内。

7) 结算电价:从项目公司历史电费结算政策机制,合理预测不同分段结算电量及对应结算电价

如前文 2. 江山永宸的收益预测及合理性说明中(1)发电收入开

篇小节所述，发电收入=电价收入+补贴收入。

根据 2021 年及 2022 年电力市场化交易政策文件，电价收入分别按保障性小时数（或优先发用电计划）内的电量和市场化交易电量两部分结算。其中，①保障小时数以内的结算电量，按照燃煤机组上网标杆/基准电价及可再生能源补贴总和（即批复上网单价）执行；②参与市场化交易部分的电量及超欠发部分的电量，分别按交易合同电价及可再生能源补贴的总和金额和以风、光市场化月度交易平均价格为基础的调整金额执行（下述电价均为含税价格）。

① 保障性结算电量及其对应电价

A. 保障性小时数电量

2021 年 1 月，陕西省发展和改革委员会发布《陕西省 2021 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》，文件指出 2021 年光伏保障利用小时数为 1,250 小时，后续年份根据新能源装机容量变化 and 市场化需求再行调整。

2022 年 2 月，陕西省发展和改革委员会发布《陕西省 2022 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》，确认 2022 年纳入规划的风电、光伏发电电量优先用于保障省内居民、农业用电，执行政府定价，这部分电量需求约 200.43 亿千瓦时（注：本次政策未进一步详细说明保障性光伏发电电量）。

因此，根据上述政策，江山永宸年度保障小时数预测值为 **1,250** 小时。

B. 保障性小时数内电量对应的电价

适用于保障小时数以内对应的结算电量，江山永宸承诺与备案的上网电价（含税）为 0.8 元/kWh。其中包含：标杆/基准电价 0.3345 元/kWh（依据为陕价商发〔2018〕75 号），可再生能源补贴现行电价为 0.4655 元/kWh（批复上网电价-标杆/基准电价）。

本次评估假设 2023 年及以后新能源保障利用小时数为光伏 1,250 小时，保障小时数以内电量的结算电价为 0.8 元/kWh。

② 市场化交易与超欠发的电量及对应电价

A. 市场化交易与超欠发的电量

结算电量中，除保障性电量以外的剩余电量均为市场化交易与超欠发的电量。2021 年度及 2022 年 1-9 月实际结算情况如下：

表 9 江山永宸 2021 年度及 2022 年 1-9 月电量结算及占比

江山永宸光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量 (万度)	占比	电量 (万度)	占比
保障小时-标杆/基准电价结算的电量	37,089	80%	26,373	71%
保障小时外-市场化交易电价结算的电量	9,340	20%	10,897	29%
总电量	46,429	100%	37,270	100%
备注：所有电量均享受可再生能源补贴。				

如上表所示，2021 年及 2022 年 1-9 月以市场化交易电价结算的电量部分占总销售电量比例约为 20%-30%。

本项目预测的市场化交易及超欠发电量，按结算电量减去保障小时数以内的电量确定。

B. 市场化交易与超欠发电量对应的市场化交易与超欠发的电量的电价

根据《陕西省 2021 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》
《陕西省 2022 年新能源发电企业参与市场化交易实施方案》：

a) 市场化交易电量部分：按交易合同电价结算；

b) 超发电量或偏差电量部分：即保障小时数电量及已签约市场化交易电量以外的剩余电量。2021 年，该电量按当年新能源发电企业外送平均价下浮 10% 结算；2022 年按照风、光市场化月度交易平均价格的 0.9/1.1 倍（对应超/欠发电量）执行；

c) 国补：上述电量均享受现行 0.4655 元/度补贴（批复电价-标杆/基准电价）。

2021 年度及 2022 年 1-9 月市场化平均交易电价如下所示（不含补贴）：

表 10 江山永宸 2021 年度及 2022 年 1-9 月市场化平均交易电价

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
江山永宸（元/度）	0.23	0.28	0.26

因市场通货膨胀及煤炭价格攀升引致火电发电成本上涨，2022 年市场平均交易电价相较于 2021 年增加约 20%。

出于谨慎合理的考虑，预测期 2023 年-2042 年采用 2021 年电站加入陕西省电力市场化连续集中交易后的综合平均价格较为合理，即 0.2574 元/kWh（综合平均市场交易价格=市场交易总收入/市场交易总电量）。与此同时，所有电站结算电量均享受现行 0.4655 元/kWh 补贴（批复电价-标杆/基准电价）。预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后保障小时数外的交易部分电量的电价 = $0.2574+0.4655=0.7229$ 元/kWh。

8) 发电收入

根据公式③：发电收入=电价收入+补贴收入=（结算电量交易电量部分×交易电价+结算保障小时数内电量部分×标杆/基准电价）+结算电量×可再生能源补贴，及上述分析所得的各项合理预测值，可得电站剩余运营期内逐年发电收入。

因 2021 年至 2022 年 1-9 月市场化交易电量及平均交易电价的上涨（如上页列表所示），2022 年 1-9 月保障小时数以外交易部分的售电收入从 2021 年度的 2,180.93 万元（含税）上涨至 3,036.00 万元（含税）。

对比传统模式下与电网公司开展售电业务，市场化交易的逐步开放使得各电站可自主与多个买家开展电量销售。在新能源发电度电成本低于火电度电成本的基础优势下，市场化交易售电活动也有效推动了新能源的有效利用和用电消纳。

2021 年江山永宸总售电量为 4.64 亿，随着市场化交易有效提升新能源消纳，2022 年总售电量为 4.87 亿，提升 5%，对应售电收入提升 5%。本次估值中，基于审慎分析，对于电站未来因陕西电网网架结构的进一步完善，电量交易规则以及交易品种增加等因素带来的新能源消纳潜力，以及售电量与售电收入的增长潜力，均未在现金预测的估值中考虑。

综上,随着市场需求的扩大及鼓励新能源发电参与市场交易政策的实施,影响了市场化交易电量的占比,但在市场交易电价的相应调整及消纳的提升的共同作用下,售电收入的规模是较为稳定的。

(2) 发电成本及其他费用

1) 营业成本: 主要包括运维成本、330kV 乌素站及送出线路的租金、保险费、下网电费、折旧摊销、其他等。

2) 税金及附加: 主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加、印花税及水利建设基金等。城建税、教育费附加及地方教育费附加的计算基数为流转税(主要为增值税)。

3) 管理费用: 主要包括人工成本、招待费及其他。

营业成本、税金及附加及管理费用等预测详见评估说明。

综上所述,对江山永宸的发电经营数据是基于项目所在地区的用电需求情况、项目所在地同业发售电情况、近年电力市场化交易政策、消纳情况、电站实际发电水平及历史平均结算价格等综合情况分析进行确认的,并充分考虑了光伏发电的自然衰减率、限电率和损失率等因素;同时对江山永宸的成本、费用、税金的预测是结合了项目公司的实际经营方式及管理方式,项目公司适用的税收政策进行考虑的,因此对于江山永宸的收益预测是合理的。

3. 湖北晶泰的收益预测及合理性说明

(1) 发电收入

光伏发电收入由电价收入及补贴收入两部分组成,电价收入又包

括交易电量电价收入和剩余电量电价收入，具体公式如下：

公式①：发电小时数 =理论发电小时数 ×（1-衰减率）×（1-限电率）

公式②：结算电量=发电小时数×实际装机容量×（1-损失率）

公式③：发电收入=电价收入+补贴收入=（结算电量交易电量部分×交易电价+剩余售电量部分×标杆/基准电价）+结算电量×可再生能源补贴。（注：与陕西省不同，湖北省电价收入中优先确认交易电量，而后确认剩余电量）

影响收入的核心参数有理论发电小时数、衰减率、限电率、损失率、结算电量和对应电价等。

1) 理论发电小时数：从项目公司所在区域发电情况分析，湖北晶泰的理论发电小时数预测合理。

表 11 项目公司所在区域发电情况对比

单位：小时

项目	小时数
所在区域同业平均等效发电小时数（2022 年）	1,170
电站光资源理论发电小时数（历史卫星气象数据 多年度平均值）	1,029-1,208
湖北晶泰电站预测值（2023 年）	1,140
备注： 1. 所在区域同业平均等效发电小时数：在同等发电条件下，同区域电站发电小时数（原始数据来源：企业提供项目所在区域多个光伏电站平均数据）。 2. 电站光资源理论发电小时数：按电站所在湖北省随州市太阳能光照资源条件查询所得，即 1,119 小时+/-8%（后者为卫星数据不确定性区间），可得理论小时数范围为 1,029-1,208 小时。数据来源：世界银行、SolarGIS。	

2023 年湖北晶泰理论发电小时数预测值约为 1,140 小时,对比项目所在地区同业平均等效发电小时数 1,170 小时,项目所在地随州市光照资源条件下光伏项目理论发电小时数在 1,029-1,208 小时范围内,该预测数值与同业平均等效及光资源理论值相近,具有合理性。

2) 衰减率

根据《光伏制造行业规范条件(2018 年本)》,晶泰光伏项目剩余运行年限内组件衰减率为 0.70%/年。

3) 限电率及消纳环境:从项目公司所在区域用电情况以及当地消纳环节分析,湖北晶泰的限电率预测合理。

目前湖北电力供需整体处于电力紧张状态,而省内用电总量需求增速高于全国水平,因此湖北省总体新能源消纳能力较强,地方政策与规划层面也大力支持。具体论证分析如下:

① 湖北能源洼地现象

虽然湖北省拥有三峡水电站,但三峡电力电量主要供向华东、华南及华中各省份,分配方案中湖北仅分得 13%-15%。2021 年,湖北省全社会用电量累计 2,471.54 亿千瓦时,剔除三峡发电量,全省发电量 2,260.01 亿千瓦时,属于电量紧张情况,夏季电力供需尤为紧张。

② 湖北省全社会用电量整体呈增长趋势

表 12 湖北省历史全社会用电量

单位:亿千瓦时

项目	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度
用电量	2,071.43	2,214.30	2,144.18	2,471.54
同比增速	10.8%	6.9%	-3.2%	15.3%

尽管 2020 年度受新冠肺炎疫情影响，湖北省用电量有所下降，但从 2018 年度至 2021 年度连续数据来看，湖北省全社会用电量整体呈增长趋势，用电量增加 400 亿千瓦时。2021 年度湖北省全社会用电量为 2,471.54 亿千瓦时，同比增长 15.27%，增速高于同年全国水平（10.3%）。

③ 湖北省总体消纳能力强，光伏利用率 100%。

根据全国新能源消纳监测预警中心发布数据来看，2021 年及 2022 年 1-11 月，湖北省光伏利用率均为 100%，高于同期全国光伏利用率水平（98.2%）。

④ 湖北省地方政策和规划支持新能源的消纳

2022 年 4 月，湖北省发布《省人民政府关于印发湖北省能源发展“十四五”规划的通知》（鄂政发〔2022〕13 号），提到“十四五”湖北省能源发展主要目标之一为“绿色转型”，是以新能源为主体的新型电力系统加快构建，清洁能源成为能源消费增量的主体，全省新增用电量的 50%由新增可再生能源电量提供；电网建设重点包括新建 500kV 变动站 8 座、扩建 500kV 变电站 13 座，新增变电容量 2,275 万 kVA，新建及改造线路长度 2,459 公里；新建 220kV 变电站 82 座，新增变电容量 3,425 万 kVA，新增线路 4,853 公里。推动电网

更好适应大规模高比例新能源发展，增强电网就地平衡能力。

⑤ 评估预测数据

根据湖北晶泰发电数据统计，历史年度没有因电力消纳不足产生限电的情况，即电量 100%消纳，限电率为 0%。

根据上述分析，随着社会用电的增加，湖北省消纳能力的增加，未来光伏发电能够保持全消纳的状态。结合历史年度情况以及当地情况分析，湖北晶泰未来保持无限电，该参数的预测是合理的。

4) 发电小时数

综上所述，根据公式①发电小时数 = 理论发电小时数 $\times$ (1-衰减率) $\times$ (1-限电率)，可得基金成立后首年 2023 年度湖北晶泰发电小时数为 1,132 小时。项目剩余运行期内，后续年发电小时数预测值同理可计。

5) 损失率

根据电站发电经营数据显示，2018 年-2022 年的损失率分别为 1.19%、1.09%、1.09%、1.07%、1.09%。由于湖北晶泰光伏项目运行时间较早，2018 年已达到稳定状态，故本次对于 2023 年及以后的预测采用 2019 年-2022 年的平均数 1.09%作为取数依据。

6) 结算电量：从项目公司所在区域售电情况分析，结算电量预测合理

综上，根据公式②，可得 2023 年晶泰光伏项目结算电量的预测值约为 1.12 亿千瓦时。

据了解，同等电站规模条件下，2022 年项目所在同区域（湖北省随州市）的电站平均结算电量约为 1.16 亿千瓦时（即同业平均售电量），最高结算电量约为 1.21 亿千瓦时（即同业最高售电量）。2022 年晶泰光伏项目实际结算电量 1.19 亿千瓦时，同期排名靠前。

晶泰光伏项目 2023 年结算电量预测值（1.12 亿千瓦时）低于同等规模电站下的 2022 年区域内同业平均售电量（1.16 亿千瓦时），一是因为 2022 年湖北省随州市地方整体光照条件好，致使当年实际结算电量较高；二是预测数值采用的是晶泰光伏电站历史平均数，而非单一的 2022 年发电生产数据。发电小时数采用的历史平均数与项目所在区域及同业发售电情况基本一致且低于 2022 年同业发售电情况，基于审慎考虑，本项目结算电量的预测值是合理的。

7) 结算电价

如前文 3. 湖北晶泰的收益预测及合理性说明中（1）发电收入开篇小节所述，发电收入=电价收入+补贴收入，电价收入又包括交易电量电价收入和剩余电量电价收入。

根据 2021 年至 2022 年政策要求，交易电量为电站设计电量的 20%（即 2,400 万 kWh），以市场交易价格为基础结算；剩余售电量以

标杆/基础电价结算（注：湖北省的政策与一般省份有差别，先根据交易电量政策要求确认交易电量，故对于按标杆/基准电价结算的剩余售电量的预测是变动的）。

相关政策及预测数值合理性分析如下：

① 市场化交易的电量及对应电价

A. 市场化交易的电量

根据湖北省发展和改革委员会印发的《2021 年湖北省电力市场化交易实施方案》《2022 年湖北省电力中长期交易实施方案》和购售电协议规定，新能源电厂发电量参与电力市场化交易电量不低于设计电量的 20%，即 2,400 万千瓦时。具体数据如下：

表 13 湖北晶泰 2021 年度及 2022 年度电量结算及占比

湖北晶泰光伏电站	2021 年		2022 年 1-9 月	
	电量 (万度)	占比	电量 (万度)	占比
市场化交易的电量	2,400	21%	1,800	19%
市场化交易电量外-标杆/基准 电价结算的电量	8,761	79%	7,637	81%
总电量	11,161	100%	9,437	100%
备注： 1. 根据 2022 年市场化交易电量合同，全年签约交易电量与 2021 年相同，为 2400 万度。 2. 所有电量均享受可再生能源补贴。				

如上表所示，2021 年至 2022 年 1-9 月晶泰光伏项目以市场化交易电价结算的电量部分占总电量比例约为 20%左右。

参考上述 2021 年至 2022 年电价政策及湖北晶泰连续两年实际签约的交易电量为 2,400 万千瓦时，本次评估假设未来交易电量均按

2,400 万千瓦时结算。

B. 市场化交易电量的对应电价

根据湖北省发改委《2021 年湖北省电力市场化交易实施方案》：

a) 发电企业结算价格=交易电价+(参与交易机组同期政府核定上网电价-燃煤机组基准价格)；

b) 全年成交电量低于规定部分（2,400 万千瓦时），结算价格=政府核定上网电价-|燃煤机组基准价格-燃煤机组全年成交均价| $\times$ 1.2。

根据湖北省发改委《2022 年湖北省电力中长期交易实施方案》：发电侧合同电价为发电企业与售电企业或电力用户通过市场交易形成的价格，新能源机组市场交易价格允许浮动范围为-15%至+10%，其市场交易全年成交电量未达到规定部分（2,400 万千瓦时）的，缺额部分按照扣减 0.05 元/千瓦时予以偏差考核。

市场交易电量均享受现行 0.5839 元/kWh 的补贴（批复上网电价-标杆/基准电价）。

2021 年与 2022 年 1-9 月湖北晶泰市场化平均交易电价如下表所示：

表 14 湖北晶泰市场化平均交易电价

年份/项目	2021 年	2022 年 1-9 月	预测电价
湖北晶泰（元/度）	0.41	0.45	0.43

因煤炭价格升高,2022 年市场平均交易电价较 2021 年上涨约 9%。

出于谨慎合理的考虑，在预测期 2023 年-2040 年采用 2021 年及以后平均市场交易电价，即 0.4288 元/kWh（含税）进行预测（其中：

平均市场交易价格=市场交易总收入/市场交易总电量)。与此同时，电站全部结算电量均享有现行 0.5839 元/kWh 补贴（批复电价-标杆/基准电价）。预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后交易部分电量的电价 = $0.4288+0.5839=1.0127$ 元/kWh。

② 剩余售电量及对应电价

A. 剩余售电量

剩余售电量，即总结算电量减去 2,400 万千瓦时，按批复电价结算。

B. 剩余售电量的对应电价

湖北晶泰批复上网电价为 1 元/kWh。其中包含：湖北晶泰适用的标杆/基准电价为 0.4161 元/kWh（鄂发改价管〔2019〕453 号）；可再生能源补贴电价为 0.5839 元/kWh（批复上网电价-标杆/基准电价），预测期按照该补贴电价进行预测。

综上，本次评估假设 2023 年及以后交易部分电量外的剩余售电量为总结算电量减去 2,400 万千瓦时计算，结算电价为 1 元/kWh。

8) 发电收入

根据公式③：发电收入=（结算电量交易电量部分×交易电价+结算保障小时数内部分×标杆/基准电价）+结算电量×可再生能源补贴，及上述分析所得的各项预测值，可得电站剩余运营期内逐年发电

收入。

(2) 发电成本及其他费用

1) 营业成本：主要包括外包运维费、折旧摊销、职工薪酬、保险费、维修保养费用、下网电费、送出线路租金及其他费用等。

2) 税金附加：主要为城市维护建设税、教育费附加、地方教育费附加及其他税金等。

3) 管理费用：主要包括人工成本、招待费及其他。

营业成本、税金及附加及管理费用等预测详见评估说明。

综上所述,对湖北晶泰的发电经营数据是基于项目所在地区的用电需求情况、项目所在地同业发售电情况、近年电力市场化交易政策、消纳情况、电站实际发电水平及历史平均结算价格等综合情况分析进行确认的,并充分考虑了光伏发电的自然衰减率、限电率和损失率等因素;同时对湖北晶泰的成本、费用、税金的预测是结合了项目公司的实际经营方式及管理方式,项目公司适用的税收政策进行考虑的,因此对于湖北晶泰的收益预测是合理的。

4. 折现率的测算思路及结果

折现率反映了项目公司现金流预测的风险,体现了宏观经济政策、行业政策、区域性环境以及项目公司本身的经营风险等。折现率通常与预期收益的口径保持一致。由于本次评估的预期收益口径为税前净现金流,故相应的折现率为税前折现率,本次通过加权平均资本成本(WACC)(税后)计算取得,采用单变量求解,以税后折现值与税

前现金流为基础将 WACC 调整为税前折现率。折现率结果如下表所示：

表 15 基础设施项目折现率统计表

项目	税后折现率	税前折现率
江山永宸	7.73%及 7.47%	9.03%
湖北晶泰	7.13%	9.89%

注：折现率测算过程详见评估说明。

三、关于风险应对及揭示。请管理人针对下列事项进行风险应对及揭示：

1.针对国补退坡风险，制定完善的风险缓释措施，并进行充分信息披露；

2.针对行业特有的政策风险以及自然灾害等，制定极端风险应对预案，并进行充分信息披露和风险揭示；

3.进一步论证送出线路租金水平及其合理性并做充分信息披露；

4.充分披露项目公司未来资金归集及资金安全保障安排等。

答复：

截至本反馈回复提交之日，管理人已对上述事项进行风险应对或进行合理性分析，并在本项目申请文件中进行了充分的风险揭示，具体如下：

1. 针对国补退坡风险，制定完善的风险缓释措施，并进行充分信息披露；

根据《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>

有关事项的补充通知》（财建〔2020〕426号），明确各类项目全生命周期合理利用小时数如下：光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。榆林光伏项目为二类资源区，补贴全生命周期合理利用小时数为 26,000 小时。晶泰光伏项目为三类资源区，补贴全生命周期合理利用小时数为 22,000 小时。

按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号，以下简称“5号文”）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

结合两个基础设施项目的实际发电情况，预计榆林光伏项目将在 2034 年、晶泰光伏项目将在 2035 年面临国补退坡，如无其他补充收入来源，预计年营业收入将下降约 60%。管理人将从如下方面采取措施，缓释国补退坡对基金现金流产生的影响，保护基金投资人利益。具体措施如下：

（1） 绿证交易缓释国补退坡影响，保持项目增长潜力

在存续期内，项目公司可能出现因国补退坡引发的营业收入大幅减少的情况，本项目拟采用绿证交易作为国补退坡的缓释措施，稳定基础设施项目收入及现金流，保持增长潜力。

1) 绿证的定义及背景

绿证，即为绿色电力证书，是国家对发电企业每兆瓦时非水可再

生能源上网电量颁发的具有独特标识代码的电子证书。绿证由国家可再生能源信息管理中心统一核发，每发放一张绿证，就代表着有 1,000 度（1MWh）可再生能源产生的电力已经输送上网或已在本地被使用。

绿色电力证书是促进新能源发电市场化消纳的重要手段，同时能够缓解国家财政补贴负担，是近十几年来国际通行的做法。目前我国的可再生能源补贴缺口巨大，绿证制度的推出有望一定程度弥补可再生能源补贴资金缺口。

2) 基础设施项目绿证收益缓释国补退坡影响

随着碳达峰、碳中和目标的提出，加快绿色转型发展成为全社会的共识，预计未来随着政策要求及交易量的增加，绿证价格将会稳步提升。基金管理人可通过交易市场评估绿证价值，并适时采取出售全部或部分绿证，弥补项目公司营运资本，保证基础设施项目未来收入、现金流的稳定及增长潜力。

另需说明的是，虽然基础设施项目采用绿证交易缓释国补退坡的影响，但项目评估相对谨慎，充分考虑了投资者的利益，在项目估值时已将国补退坡的问题考虑在内，没有将未来绿证交易的收入考虑在本次估值中。

(2) 基金扩募潜力大，可部分缓释国补退坡影响

发起人京能国际及原始权益人以绝对控股或相对控股方式持有的光伏、风电超 100 座，并网装机容量超过 5GW，可扩募资产规模较大。同时，光伏电站资产同质化高，便于后续实现较快速扩募。新扩募资产运营产生的现金流将有效补充、平滑首发项目国补退坡后的

现金流减少。此外，京能国际及原始权益人投资的新建光伏电站项目基本上为平价上网项目，即不存在国补，未来通过扩募装入本基金，将有助于稳定本基金存续期现金流。

(3) 国补退坡后估值的审慎处理

根据国家发改委、财政部、国家能源局于 2020 年 1 月 20 日印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及国家发改委、财政部、国家能源局于 2020 年 9 月 29 日联合印发的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕第 426 号），发电补贴实行“新老划断”，即 2020 年 1 月 20 日前纳入国家补贴名录的光伏电站项目保持原补贴政策，但按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。根据上述规定，本项目 2034 年及以后年份面临国补退坡的风险。于 2019 年度、2020 年度及 2021 年度，两个项目确认的国补收入分别为 24,893.45 万元、25,765.25 万元和 23,149.37 万元，分别占当年营业收入的 60.59%、59.22%、59.46%。如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》进一步规定，纳入可再生能源发电补贴清单范围的光伏发电项目自并网之日起满 20 年后或累计上网电量超过上述

合理利用小时数的（以孰早者为准），不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。国补退坡后通过绿证交易获得的收益能否完全弥补国补退坡的影响存在不确定性，因此基于审慎原则，基础设施项目估值时已考虑国补退坡带来的现金流入减少，且估值时未考虑绿证交易获得收益对项目收入的补充。

（4） 国补退坡后极端风险处置方案

在基金合同期限届满之前，如基金所持有的基础设施项目由于国补到期的原因收益大幅下降，基金管理人根据已披露的基金四季度报告数据，有合理理由相信基金该年度营业收入（该年度指完整国补收入最后一年之后的任一年度）相较“基金享有完整国补收入最后一年（完整国补收入最后一年，指基金根据法律法规现持有的应当享有国补收入的全部基础设施项目，全部月份均享有国补收入的最后完整会计年度）的营业收入”将下降 40%及以上的，应当于基金四季度报告披露之日发布提示性公告，并每隔 5 日发布一次，直到基金年度报告披露。

基金管理人应当于国补到期的首年开始，披露定期报告的同时，并进行国补到期的风险提示公告，提醒投资人国补到期可能对本基金投资收益带来的风险。

基金管理人应当于基金年度报告披露之日，根据基金年度报告数据确认是否触发基金该年度营业收入，相较“基金享有国补收入的最最后一年的营业收入”下降 40%及以上。如触发的，基金管理人应当于该年度基金报告披露之日公告基金合同终止，并同时向上交所申请基

金终止上市，及时披露基金终止上市相关公告。

基金自年度基金报告披露之日起开始停牌。披露日为非交易日的，于次一交易日起开始停牌。

发生上述基金合同终止情形的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定及基金合同约定处置基础设施项目（含基础设施项目资产、项目公司股权），并按照基金合同“第二十二部分 基金合同的变更、终止与基金财产的清算”约定进行财产清算，具体按照如下清算流程进行：

1) 基金财产清算小组：自出现基金合同终止事由之日起 30 个工作日内成立清算小组，基金管理人组织基金财产清算小组并在中国证监会的监督下进行基金清算。

2) 在基金财产清算小组接管基金财产之前，基金管理人和基金托管人应按照基金合同和托管协议的规定继续履行保护基金财产安全的职责。

3) 基金财产清算小组组成：基金财产清算小组成员由基金管理人、基金托管人、符合《证券法》规定的注册会计师、律师以及中国证监会指定的人员组成。基金财产清算小组可以聘用必要的工作人员。

4) 基金财产清算小组职责：基金财产清算小组负责基金财产的保管、清理、估价、变现和分配，并按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。基金财产清算小组可以依法进行必要的民事活动。

5) 基金财产清算程序：

- ①基金合同终止情形出现时，由基金财产清算小组统一接管基金；
- ②对基金财产和债权债务进行清理和确认；
- ③对基金财产进行评估；
- ④资产处置；
- ⑤制作清算报告；
- ⑥聘请会计师事务所对清算报告进行外部审计，聘请律师事务所对清算报告出具法律意见书；
- ⑦将清算报告报中国证监会备案并公告；
- ⑧对基金剩余财产进行分配。

6) 基金财产清算的期限为 6 个月，但因本基金所持资产支持证券份额或其他证券的流动性受到限制而不能及时变现的，清算期限可相应顺延，若清算时间超过 6 个月则应当以公告形式告知基金份额持有人，此后每顺延 6 个月应当公告一次。在清算期间，管理人可以将已清算的基金财产按比例分配给持有人。

7) 基金清算涉及基础设施项目处置的，基金管理人应当遵循基金份额持有人利益优先的原则，按照法律法规规定进行资产处置，并尽快完成剩余财产的分配。资产处置期间，基金管理人应当按照法律法规规定和基金合同约定履行信息披露义务。

2. 针对行业特有的政策风险以及自然灾害等，制定极端风险应对预案及信息披露、风险揭示；

在电站运营期内，光伏发电行业特有的政策性风险主要包含 1) 国补退坡后的年售电收入降低风险，及 2) 电力市场化交易下的价格

波动性风险；行业特有的自然灾害风险主要包含因雷电、暴风暴雨、洪水、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴等自然灾害引致的财产风险。详情如下：

（1） 政策类风险

在电站运营期内，光伏发电行业特有的政策性风险主要包含 1）国补退坡后的年售电收入降低风险，及 2）电力市场化交易下的价格波动性风险。

1) 风险揭示：行业特有的政策风险（国补退坡）

《招募说明书》“重要提示”之“（二）与基础设施项目相关的风险”及“第八章 风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”中拟完善优化“上网电价国补退坡的风险”：

根据国家发改委、财政部、国家能源局于 2020 年 1 月 20 日印发的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》及国家发改委、财政部、国家能源局于 2020 年 9 月 29 日联合印发的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》（财建〔2020〕第 426 号），发电补贴实行“新老划断”，即 2020 年 1 月 20 日前纳入国家补贴名录的光伏电站项目保持原补贴政策，但按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32,000 小时、26,000 小时和 22,000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%（简称“合理利用小时数”）。根据上述规定，本项目

2034 年及以后年份面临国补退坡的风险。于 2019 年度、2020 年度及 2021 年度,两个项目确认的国补收入分别为 24,893.45 万元、25,765.25 万元和 23,149.37 万元,分别占当年营业收入的 60.59%、59.22%、59.46%。如国补退坡后没有其他弥补措施,项目公司从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》进一步规定,纳入可再生能源发电补贴清单范围的光伏发电项目自并网之日起满 20 年后或累计上网电量超过上述合理利用小时数的(以孰早者为准),不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准许参与绿证交易。国补退坡后通过绿证交易获得的收益能否完全弥补国补退坡的影响存在不确定性,因此基于审慎原则,基础设施项目估值时已考虑国补退坡带来的现金流入减少,且估值时未考虑绿证交易获得收益对项目收入的补充。

此外,在基金合同期限届满之前,如基金所持有的基础设施项目资产由于国补到期的原因收益大幅下降,导致基金“任一年度营业收入合计”较“基金享有国补收入的最后一年的营业收入合计”下降 40%及以上,基金合同于该年度报告披露之日终止;此种情形下无需召开基金份额持有人大会。

2) 风险及应对预案说明: 行业特有的政策风险(国补退坡)

① 风险说明

2020 年,财政部、发展改革委、国家能源局发布的《关于<关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见>有关事项的补充通知》中规定,项目国补退坡后,不再享受中央财政补贴资金,核发绿证准

许参与绿证交易。两个基础设施项目预计将分别于 2034 年及 2035 年面临国补退坡的风险。如国补退坡后没有其他弥补措施，项目公司从 2034 年起每年营业收入将预计下降约 60%。

② 风险应对预案

国补退坡后通过绿证交易获得的收益能否完全弥补国补退坡的影响存在不确定性，基于审慎原则，两个基础设施项目估值时已考虑国补退坡带来的现金流入减少，且估值时未考虑绿证交易获得收益对项目收入的补充。

国补到期后若出现极端风险，基金管理人将按照“1. 针对国补退坡风险，制定完善的风险缓释措施，并进行充分信息披露”中“（4）国补退坡后极端风险处置方案”的内容进行应对处置，保护投资者利益。

3) 风险揭示：行业特有的政策风险（市场化交易）

《招募说明书》“基础设施项目基本情况”之“基础设施项目的收费权、电量交易机制”已详细披露两个基础设施项目销售电量收取电费的合法合规性及相关购售电合同签约状态，以及两个省份 2021 年度及 2022 年前三季度或全年的电量交易机制和交易结果。

同时《招募说明书》“重要提示”之“（二）与基础设施项目相关的风险”及“第八章 风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”中拟补充“电力市场化交易风险”：电力改革与电力市场化交易政策变动、指导方案及交易规则的变动可能给两个项目带来市场化交易部分的电量和电价波动性风险，进而引致电费收入不确定性风险。

两个项目计划按国家和省级电力交易规则和年度交易方案指引，在项目运行中 1) 优先完成优先发电计划及光伏保障性电量，以批复价格完成电费结算；2) 市场化交易电量部分，以参与多月、年度或多年中长期电力交易合同为主，获取相对稳定的交易价格，进而增加两个电站项目年发电收入的相对稳定性；3) 国补退坡后按绿电交易指引在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步挖掘绿色电力的环境价值，挖掘项目收入潜力。

4) 风险及应对预案说明：行业特有的政策风险（市场化交易）

① 风险说明

2015 年，中共中央、国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》及相关配套文件。文件提出，具备条件的地区逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力、电量平衡机制，逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。具体将通过有序放开发用电计划、竞争性环节电价等措施，不断扩大参与直接交易的市场主体范围和电量规模，逐步建立市场化的跨省跨区电力交易机制。

电改下的电力市场化交易的启动，虽然暂未对电费结算中国补度电金额产生影响，但将对两个基础设施项目的销售电量中参与交易的电量、交易电价产生影响。

A. 历史市场交易价格

陕西省及湖北省电力交易中心均披露了 2020 年及 2021 年交易信息(未披露 2019 年及以前年度报告)。其中，陕西省基准电价为 0.3345

元/kWh，2020 年火电及新能源市场平均交易价格为 0.3420 元/kWh，2021 年为 0.3484 元/kWh；湖北省基准电价为 0.4161 元/度，2020 年火电、水电及新能源综合平均市场交易价格为 0.4045 元/kWh，2021 年为 0.4129 元/kWh。同时，受煤价高企等因素影响，湖北省 2021 年单月交易价格逐渐攀升，自 8 月起超出地方燃煤基准价格 0.4161 元/千瓦时，同年 11-12 月单月交易价格已高达 0.4993 元/千瓦时，即交易价格上浮 20%的封顶限值。

截至 2022 年底，两个电站项目交易规模约占总售电量的 20%-30%。因此，市场交易价格的波动，可能会引致两个电站项目售电收入的波动。

B. 交易规模和价格约束

a) 交易价格：上下浮动不超过 20%

2021 年 10 月，国家发改委价格司发布《国家发展改革委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，文件要求，将燃煤发电市场交易价格扩大为上下浮动均不超过 20%（高耗能企业与电力现货市场交易电价不受上浮 20%限制）。

b) 全年各类中长期交易比例达到 90%，鼓励签订多年中长期合同，绿电交易体现环境价值。

中长期合同一般分为多年、年度、多月、月度等交易周期。

2019 年至 2022 年国家发改委、能源局发布的关于做好各年度电力中长期合同签订履约工作的通知中提出了共同要求：

- 充分发挥中长期合同压舱石、稳定器作用，坚持电力中长期合

同高比例签约。签约电量应高于上一年度用电量的 80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签约电量高于上一年度用电量的 90%。

- 鼓励签订年度及以上的绿电交易合同，为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。绿色电力交易价格根据绿电供需形成，应在对标当地燃煤市场化均价基础上，在成交价格中分别明确绿色电力的电能量价格和绿色环境价值。

C. 应对预案

两个基础设施项目将紧随电力市场化交易政策要求：

a) 在全年计划上网电量内，与地方电网优先确认保障性发电小时数内或优先发电计划内的电量及电价，按照批复电价结算（榆林 0.8 元/千瓦时、晶泰 1.0 元/千瓦时）；

b) 确需参与电力交易的电量，按政策指引以年度中长期电力交易为主，优先确保大部分交易电量的销售收入，稳定项目年营业收入与投资人可供分配金额；

c) 在此基础上，通过年内电力交易中心组织的多月、月度和现货交易等，完成剩余少量电量及实际发电过程中超欠发电量的交易，寻求年度交易以外的超额收益机会；

d) 在国补退坡后，按绿电交易指引在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步挖掘绿色电力的环境价值（即绿证价值）。

(2) 自然灾害类风险

1) 风险揭示：行业特有的自然灾害风险

《招募说明书》“重要提示”之“（二）与基础设施项目相关的风险”及“第八章 风险揭示”之“二、与基础设施项目相关的风险”中拟补充“行业特有的自然灾害风险”：

与普通户外电力设施相同，光伏电站一般面临的自然灾害包含雷电、暴风暴雨、洪水、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴等自然灾害。针对这些自然灾害，在光伏电站全生命周期内，项目通过“人防物防技防”等多重手段进行风险缓释。首先建设前期，项目依据当地可能出现的灾害性天气，在选址、设备选型、合理的设计和施工，进行风险前置管理。在后期运营中，运营单位则主要从四方面进一步降低加强防范：一、在电站设计建设期考虑自然灾害风险，并建设完成对应防护措施设施系统；二、拥有专业的运营团队与安全生产巡检与风险管理制度，定期巡检、排查风险、完成考核与演练，以提升风险管理与突发灾害预警防范及应急处置能力；三、与当地应急管理中心建立联防联控机制，以供应急事故处理；四、在项目运营期内，持续的为光伏电站购买足额的财产类保险以保障在事故发生后维护投资人的利益。

2) 风险及应对预案说明：行业特有的自然灾害风险

针对上述雷电、暴风暴雨、洪水等自然灾害风险，两个项目在前期选址、设计建设相关设施、运营期巡检与安全管理、事故应急预案，及财产保险等事前事中事后缓解均已采取不同缓释措施。

① 充分评估自然灾害，并建设防护措施系统

前期调研时，在两个光伏项目的设计与建设期间，已优先通过项目工程选址，避开了龙卷风、台风、暴雪、冰凌、地震活动区等主要自然灾害区域。同时，在项目可行性研究阶段，聘请具有相关资质单位完成地质灾害专项评估中，并在地方国土资源局完成项目地质灾害相关备案手续。

工程建设方面，电站全场区已建设安装了避雷防护系统、消防系统、给排水系统、水土保持防护系统、地基土建系统，并在建设施工后完成了专项工程与整体工程竣工验收，可有效应对雷电、暴雨、地面沉降等自然灾害风险。

② 运营期内的场区巡检、安全风险预控管理制度，确保电站日常平稳运行

在项目所在地气象预测与地灾预警机制的基础上，两个电站项目公司均按照京能国际及项目公司《安全巡查管理办法》及《安全风险预控管理规定》要求，完成综合性安全检查、专项安全检查和日常安全检查，其中包含日常巡检与维护、迎峰度夏（含防洪防汛）和迎峰度冬（含防寒防冻、防风防火）专项检查、春秋安全大检查活动效果抽查等，并由安全生产部门负责保电、迎峰度夏、度冬、春秋安全检查组织、实施、评价与考核。

本基金成立后，基金管理人委托京能国际下属企业内蒙古京能担任运营管理机构，将按照如上制度安排实施并负责项目公司运营期间的场区巡检、安全风险预控管理。内蒙古京能将与基金管理人签署的

《运营管理服务协议》的约定开展相关项目公司场区巡检、安全风险预控管理工作。

③ 运营期内生产事故应急预案及地方应急中心联动机制

电站项目已将其《生产安全事故应急预案》上报至地方安全生产监督管理局，并获取了准予备案的备案登记表。电站定期开展事故演练活动，确保运营人员在事故发生时能有效适当地应对，提升突发灾害预警防范及应急处置能力。当电站发生事故时，电站可与其所在地的地方应急管理中心取得紧急联系，根据已建立的联防联控机制，就事故问题获取应急支持，协同解决事故困难。

④ 电站已购买足额的财产保险

截至本反馈回复提交之日，两个电站采购的保险险种均包含财产一切险、机器损坏险、营业中断险（财产一切险项下）、营业中断险（机器损坏险项下）、公众责任险。

其中，财产一切险以电站设备设施的账面原值全额投保，主要保护电站在自然灾害或意外事故下的设备设施损失，主要是电站设备设施在遭受雷电、暴雨、洪水、暴风、龙卷风、冰雹、台风、飓风、暴雪、冰凌、沙尘暴、地震、海啸、火灾等自然灾害情况下，享受重置价值赔偿。其附加的电厂营业中断险还包含处理赔案时企业的毛利润损失。

3. 进一步论证送出线路租金水平及其合理性并做充分信息披露；

（1）送出线路剥离情况

江山永宸①持有榆林江山永宸榆阳 300MWp 光伏发电项目资产

110kV 送出线路工程（简称“陕西 110kV 送出线路”）；②与榆林隆源光伏电力有限公司（简称“榆林隆源”）共有乌素升压站（330kV 变电站）和对应的 330kV 送出线路工程。经江山永宸、榆林隆源双方书面确认，江山永宸持有该等资产 3/8 的份额（简称“乌素站工程份额”）。根据江山永宸提供的两份《资产转让协议》（编号分别为“SPHT-2021-H-00187”“SPHT-2021-H-00188”）、《资产转让协议之补充协议》（编号分别为“SPHT-2022-H-00025”“SPHT-2022-H-00024”）及出具的《承诺及声明函》，江山永宸已将陕西 110kV 送出线路及乌素站工程份额划转至京能发展（北京），不作为本项目的底层基础设施项目。

湖北晶泰持有湖北齐星浙河光伏电站 110kV 上网线路工程（简称“湖北 110kV 送出线路”），工程建设规模为：新建 110kV 线路 12.5km，扩建 110kV 出线间隔 1 个。根据湖北晶泰提供的《资产转让协议》（编号为“SPHT-2021-H-00186”）、《资产转让协议之补充协议》（编号为“SPHT-2022-00026”）及出具的《承诺及声明函》，湖北晶泰已将湖北 110kV 送出线路划转至联合光伏（常州），不作为本项目的底层基础设施项目。

（2）送出线路运营及合规情况

送出线路工程由项目公司投资建设，但线路工程的建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证等报建手续欠缺。送出线路工程在剥离划转前权属清晰，不存在争议，且运营期间未出现安全、质量、环保等方面的重大问题；剥离划转活动完成后，原始

权益人将分别合法持有对应的送出线路。经查询中国人民银行征信中心动产融资统一登记公示系统并与原始权益人确认，送出线路资产上不存在任何抵押、质押、融资租赁、查封、冻结等权利限制。

(3) 送出线路未纳入基础设施资产范围的原因及其合理性

电站送出线路工程一般由电网企业投资建设，但由于光伏等新能源项目建设周期短、速度快，而电网企业受中长期及年度电网规划、年度投资计划与预算管理周期性限制、招标及建设管理相关要求等各类因素影响，两个项目投产之前，电网企业无法在短时间内投资建设新能源配套送出线路工程。

如果项目公司选择不自建送出线路，这将导致发电站和送出线路工程投产时间的不同步，直接影响电站竣工后的试运行与并网投产，甚至可能导致光伏项目无法在前期已办理手续批复有效期内建成并网。因此在新能源行业，由发电企业现行自建送出线路工程较为普遍，但送出线路工程并不是新能源项目必备的建设内容。基于这一行业背景，江山永宸、湖北晶泰均选择自建本项目送出工程，但是送出工程与电站部分分别立项，为独立工程。

两个项目的送出线路工程建设用地规划许可证、建设工程规划许可证、建筑工程施工许可证等报建手续欠缺。短期内送出线路相关证件无法获取。同时，送出线路工程不属于两个项目投资备案文件中登记的建设内容。

综上，考虑到送出线路工程独立立项，不在光伏投资项目核准（备案）审批的建设内容范围内，且报建手续欠缺较多，因此在本基金发

行前将送出线路从两个项目公司持有资产范围中剥离。该等剥离活动与行业内发电企业不持有送出线路的主流状况一致，且送出线路的设计寿命与项目公司及原始权益人已签订的关于送出线路租赁相关协议的租赁期限均覆盖本基金的存续期，剥离活动并不影响本项目的独立运营。

(4) 线路转让方式及会计处理

两个项目送出线路均以有偿剥离的形式划转至原始权益人，且京能国际作为原始权益人的实际控制人，已履行送出线路剥离的决议程序。剥离的对价为送出线路在两个项目公司的账面价值。具体处理方式如下：

1) 江山永宸

2021 年 12 月，江山永宸以有偿划转的方式将陕西 110kV 送出线路、乌素站工程份额以及与该资产相关业务合同项下的全部权利和义务转让至京能发展（北京）。江山永宸按以下账面价值进行转让：

表 16 江山永宸转让送出线路对应的账面价值

单位：万元

转让的资产	金额	转让的负债	金额
线路账面净值	13,605.78	尚未支付的线路工程款	7,800.07
增值税	1,768.75	-	-
线路运维服务对应的运维费余额	144.75	-	-

送出线路划转完成后，江山永宸形成对京能发展（北京）的其他应收账款 7,719.20 万元，流动资产中预付账款减少 144.75 万元，非流动资产中固定资产减少 13,605.78 万元，其他非流动资产减少 1,768.75 万元；流动负债中应付账款减少 7,800.07 万元。

2) 湖北晶泰

2021 年 12 月，湖北晶泰将湖北 110kV 送出线路以及与该资产相关的业务合同项下的全部权利和义务转让至联合光伏（常州），湖北晶泰按以下账面价值进行转让：

表 17 湖北晶泰转让送出线路对应的账面价值

单位：万元

转让的资产	金额
线路账面净值	1,105.72
增值税	143.74
线路运维服务对应的运维费余额	1.34

送出线路划转完成后，湖北晶泰形成对联合光伏（常州）的其他应付款减少 1,250.80 万元（因湖北晶泰对联合光伏（常州）的其他应付款金额较大，因此本次交易计为减少其他应付款项），流动资产中预付账款减少 1.34 万元，非流动资产中固定资产减少 1,105.72 万元；流动负债中应付账款减少 143.74 万元。

（5）送出线路租金水平及其合理性

两个项目的送出线路均以有偿剥离的形式划转至原始权益人，原始权益人持有期间，按约定每年收取一定的租金。电网企业按国家政策规定收购上述送出线路后，两个项目公司无需再向原始权益人或电网企业支付送出线路租金。

截至本反馈回复提交之日，两个项目公司均未与电网企业签订关于送出线路售出的协议，因此基于审慎分析的原则，本次评估资产价值时已考虑项目公司在基金存续期内所需支付的送出线路租金。

1) 送出线路租金水平

送出线路的租金定价依据为固定资产折旧、线路运维费及不可预

见费用之和。

江山永宸剥离的送出线路包括陕西 110kV 送出线路及乌素站工程份额。榆林光伏项目直接与陕西 110kV 送出线路相接，后者与 330kV 乌素站工程相接，最终与榆林市公共主干电网相接。就线路使用，江山永宸向京能发展（北京）支付陕西 110kV 线路租金 56.46 万元/年、330kV 乌素站工程份额 1,104.35 万元/年。租金中包含送出线路工程折旧费 711.75 万元/年、线路运维费 399.05 万元/年，和不可预见费用共 50 万元/年。

湖北晶泰剥离的送出线路仅包括湖北 110kV 送出线路，剥离后每年向联合光伏（常州）支付线路租金 56.46 万元/年，其中包含送出线路工程折旧费 65.30 万元/年、线路运维费 28.96 万元/年，和不可预见费用 30 万元/年。

上述价格均为含税价格。如线路运维费有较大变动的，每 3 年可调整一次租金，每次调整幅度不超过调整前线路运维费的 5%。

2) 线路租金水平合理性

① 线路折旧

榆林光伏项目送出线路的总账面原值为 16,349.82 万元，折旧期限 25 年，按照直线法计提折旧，每年折旧金额 621.29 万元；晶泰光伏项目送出线路的账面原值为 1,500 万元，折旧期限 25 年，按照直线法计提折旧，每年折旧金额 57 万元。

两个项目送出线路折旧金额加上增值税后与本次送出线路租金中折旧部分金额相当。

② 线路运维费

送出线路的设备设施维修维护工作具有较强的专业性，需聘请持有专业资质的第三方公司提供服务。本次基础设施项目聘请的公司为项目所在地的多条输配电线路提供类似运维服务，具有统一收费标准，可代表市场化水平。线路运维费的定价主要依据线路长度、所在区域、维护复杂度等多种因素综合决定。

榆林光伏项目最近三年平均线路运维费为 356 万元。据了解，同处陕西省榆林市的某 150MW 项目线路运维费约为 181.7 万元、某 100MW 项目线路运维费约 129.6 万元。按照电站规模折算后，同区域项目线路运维费与本次入池的基础设施项目基本相当。

晶泰光伏项目最近三年平均线路运维费为 25.5 万元。据了解，同处湖北省随州市的某同规模 100MW 项目的线路运维费为 24 万/年，与本次入池的湖北项目平均线路运维费基本相当。

③ 不可预见费用

两个项目的不可预见费用共计 80 万元/年，主要为送出线路运维管理中的不可预见费用。

综上所述，送出线路租金水平合理、定价公允。

以上内容在《招募说明书》“第十四部分 基础设施项目基本情况”之“一、基础设施项目概况”之“（一）基础设施项目的资产范围”中披露。

4. 充分披露项目公司未来资金归集及资金安全保障安排等。

(1) 项目公司账户情况及变更安排

1) 江山永宸

江山永宸已在基金托管人华夏银行开立银行账户（一般户），除此之外，还保有两个银行账户，其中基本户开立在中国建设银行，电费收取账户（一般户）开立在中国工商银行，后者账户目前处于监管状态。预计本基金上市前，江山永宸将基本户变更至在华夏银行开立的账户，并完成其在中国建设银行账户销户。基金成立后，项目公司将清偿国银租赁全部融资，并解除电费收取账户的监管状态，随即向国网陕西省电力公司提出账户变更申请，将电费收取账户变更为在华夏银行开立的基本户。变更后，原开立在中国工商银行的电费收取账户将注销。经与国网陕西省公司沟通，电费收取账户变更需要约三个月时间（具体变更时间，以电网公司通知为准）。

2) 湖北晶泰

湖北晶泰已在基金托管人华夏银行开立银行账户（一般户），除此之外，还保有两个银行账户，其中基本户开立在中国工商银行，电费收取账户（一般户）也开立在中国工商银行。项目公司已向国网湖北省电力有限公司提交电费收取账户变更申请（变更为在华夏银行开立的账户），预计 2023 年第二季度变更完成（具体变更时间，以电网公司通知为准）。变更后，湖北晶泰将变更基本户至华夏银行开立的账户，并注销其在中国工商银行的两个银行账户。

3) 过渡期的安排

两个项目公司的电费收取账户变更至华夏银行账户前，即过渡期内，为确保项目资金安全，中航基金、中航证券、项目公司、华夏银行、电费收取账户开立银行（两个项目公司均为工商银行）已签署五方协议，约定过渡期内由基金管理人、华夏银行（监管银行）对基础设施现有电费收入账户进行监管。具体安排详见本节“（2）资金归集及资金安全保障安排”。

4) 最终账户与资金监管安排

最终，江山永宸、湖北晶泰两个项目公司各自仅保留在基金托管人华夏银行开立的基本户，并与监管银行签订《项目公司资金监管协议》，华夏银行将对项目公司基本户的资金收支进行监管。如基金存续期内，因监管要求或生产经营必须，项目新开立账户的，新账户原则上开立在华夏银行，且纳入资金监管协议监管范围。

（2） 资金归集及资金安全保障安排

就基础设施项目电费收入账户变更为在托管人华夏银行开立的监管账户之前项目公司电费收入监管事宜，基金管理人、资产支持证券管理人、华夏银行股份有限公司北京国贸支行（监管银行）、中国工商银行股份有限公司常州武进支行（代收银行）与湖北晶泰已签订《湖北晶泰光伏电力有限公司资金代收及监管协议》，基金管理人、资产支持证券管理人、监管银行、中国工商银行股份有限公司呼和浩特如意开发区支行（代收银行）与江山永宸已签订《榆林市江山永宸新能源有限公司资金代收及监管协议》，均约定由基金管理人、监管

银行对基础设施现有电费收入账户进行监管，具体监管措施包括但不限于：

1) 电费收入仅限用于向被监管人（项目公司）在监管银行开立的监管账户进行划付，未经基金管理人、监管银行书面同意，不得用于其他用途；

2) 在监管期间，被监管人代收账户内的资金仅能用于向监管账户划转，被监管人、代收银行未经基金管理人、监管银行书面同意均不得动用基础设施现有电费收入账户的资金；

3) 被监管人代收账户收到基础设施项目电费收入及其他收入资金的，应当于收到后 7 日内划付至监管账户；

4) 未经基金管理人书面同意，被监管人不得单方面改变或撤销被监管人的基础设施现有电费收入账户；

5) 被监管人基础设施现有电费收入账户不得开通通兑功能、不得开通电话银行支付功能（但可以开通查询功能），不得支取现金，如已开通的，应注销；

6) 对基础设施现有电费收入账户的预留印鉴增加监管银行授权人私章，获取该账户网银的最终出款审批权限。

通过上述措施，基金管理人、监管银行可实现对基础设施项目现有电费收入账户进行有效监管。

四、关于费用安排。请管理人结合成本费用情况、对运营管理机构的激励约束等，对各主体收费合理性进行论证说明。

答复：

根据管理及经营需要,本基金对基金管理人和计划管理人收费方式、运营管理机构收取的浮动管理费收取比例进行调整如下: (1) 基金管理人和计划管理人收费方式,改由基金管理人统收统支,基金管理人每年收取管理费后向计划管理人支付; (2) 运营管理机构收取的浮动管理费收取比例从“年度项目公司收入超出基准收入部分的 50%”下调至“年度项目公司收入超出基准收入部分的 20%”。

1. 各主体（基金管理人、计划管理人、运营管理机构）收取费用情况

本基金各主体（基金管理人、计划管理人、运营管理机构）收取费用情况如下表所示:

表 18 本基金各主体费用收取情况

收费主体	费用水平
基金管理人 与 计划管理人	(1) 基金合同生效之日起一年内,首年固定管理费计算方法如下: $H=E \times 0.335\% \div \text{当年天数}$ (2) 基金合同生效后满一年之日(含)起,固定管理费计算方法如下: $H=E \times 0.235\% \div \text{当年天数}$ 其中, H 为按日应计提的基金固定管理费 E 为前一估值日基金资产净值(或基金募集净金额) 固定管理费按日计提、按年收取。如无前一估值日的,以基金募集净金额作为计费基础。
运营管理机构 (运营管理服务费)	固定部分: 784.40 万元/年(含税),每 3 年调整一次,每次调整较前次基数增长 5%; 浮动部分: 年度项目公司收入超出基准收入部分×20% (基准收入为评估预测收入)。
运营管理机构 (运营管理成本)	2023 年、2024 年运营管理成本约为 1,003.03 万元(含税)、1,071.55 万元(含税)。自 2025 年起,运营管理成本原则上按照每年 2%的比例较上一年度进行调增。

2. 各主体（基金管理人、计划管理人、运营管理机构）收取费用合理性说明

（1）基金管理人及计划管理人收费合理性说明

1) 基金管理费收费合理性说明

为履行基金管理人的主动管理职责，基金管理人配备包括前中后台相关人员开展 REITs 业务。已设置专门的 REITs 业务部门，部门员工 10 人，其中 6 人为基金经理，2 人具有 5 年以上基础设施领域投资管理经验、4 人具有 5 年以上基础设施领域运营管理经验。此外，基金管理人市场部、产品部、监察稽核部、风险管理部、基金事务部、信息技术部等均有人员参与 REITs 的设立、管理。目前基金管理人在管的 REITs 一只，即“中航首钢绿能 REIT”。如本次 REITs 成功发行，加之在管项目收取的管理费，能够较好覆盖基金管理人相关人员人力成本及公司展业和日常开支。

基金管理人在基金设立过程中和基金设立初期，事务繁杂、投入较多人力物力，人员成本及公司相关开支较基金存续后期更大，因此本基金首年管理费较后续年度更高。此外，基金成立一年后存在扩募的可能性，扩募成功后基金规模将增大，为保障基金持有人的合理利益，本基金成立第二年起基金管理费率较首年下调。

2) 专项计划管理费收费合理性说明

计划管理人在 REITs 存续期间主要执行基金管理人下达的指令，并做好计划相关披露工作，协助基金管理人开展基础设施项目管理工作。本次计划管理人收取的管理费基本覆盖人员成本及公司相关日常

开支。

(2) 运营管理机构收费合理性说明

1) 运营管理费收费合理性说明

① 固定部分

运营管理机构收取的运营服务费固定部分主要覆盖电站管理人员和现场派驻人员的人工成本。根据行业标准和实践，100 兆瓦的电站一般需要 10 名现场运维人员，随着电站规模的增大，现场运维人员相应增加，因规模效应人数并不是等比例增加，300 兆瓦的电站一般需要 15 名现场运维人员，加上运营管理机构本部参与项目管理的的人员 3-5 人，运维管理两个基础设施项目需管理人员和现场派驻人员 28-30 名，根据企业提供的过往人均薪酬情况及行业普遍标准，人均成本约 25 万元（含工资、五险一金等），一年人工成本约 700-750 万元，本次设置运营服务费固定部分 784.70 万元（其中含增值税约 44.42 万元）基本覆盖电站运行人工成本。根据国家统计局数据，2020 年-2022 年 CPI 涨幅分别为 2.5%、0.9%、2.0%，过去三年 CPI 累计涨幅超过 5%，运营服务费固定部分设置每 3 年调增 5%的机制，满足人工成本合理上涨需求。因此，运营管理机构收取的运营服务费固定部分具有合理性。

② 浮动部分

运营管理机构收取的浮动管理费主要是为调动运营管理机构管理积极性提升项目整体收益而设置。自 2021 年起，两个基础设施项目每年会涉及部分交易电量，该交易电量占总结算电量的 20%-30%，

交易电量电费高低将对电站年度整体收益有一定的影响。同时，电站的综合设备可利用率、故障率、安全生产要求等也是电站运营管理的核心指标。因此，为充分激发运营管理机构主观能动性，鼓励运营管理机构对电站进行高水平的运营管理、高质量执行电力交易策略并获取较高的成交交易电价，在固定运营管理机构服务费的基础上设置浮动管理服务费作为额外奖励机制是必要的。此外，结合目前市场上第三方电站运维服务（以硬件设备为主）及第三方电力交易代理服务的奖励机制，常见的分成比例为以电站超出基准上网电量的额外收入或电站超出基准交易收益的超额交易收益的 20%-50%。因此，本项目浮动管理费收费标准定为年度项目公司收入超出基准收入部分的 20%是合理的。

2) 运营管理机构收取的其他费用（即运营管理成本）

除运营管理费外，运营管理机构还通过《运营管理协议》的约定收取运营管理成本，用于支付项目基础运维成本费用。2022 年基础设施项目运营管理分项费用如下（不含人工成本）：

表 19 基础设施项目 2022 年度运营管理费用类型

成本分项		榆林光伏项目 (万元)	占比	晶泰光伏项目 (万元)	占比
1	电站设备设施日常维修保养及安全措施费用	470.4	77.40%	286.9	80.91%
2	电网调度及技术监督等费用	69.0	11.35%	29.5	8.32%
3	行政办公及各项杂费	68.4	11.25%	38.2	10.77%
	合计-分电站	607.8	100.00%	354.6	100.00%
	合计-汇总（万元）	962.5			
备注：					
1. 电站设备设施日常维修保养及安全措施费用，主要包含：组件清洗、日常设备维修保养、备品备件、土建维修、安全措施（防雷、防洪、消防等）、员工劳动保					

- 护费（电力生产安全工作服、手套、安全鞋等）、外包运维费、场地除草与维护、气象数据服务、网络宽带、安保、劳务与市场化交易相关费用等。
2. 电网调度及技术监督等费用，主要包含：电力调度通道维护费、电网技术监督、关口计量表校验等。
3. 行政办公及各项杂费，主要包含：站内车辆使用、办公用品、交通差旅、垃圾处理、业务招待等。
4. 上述费用，均不包含长期电站运营维护的人工成本。

两个项目因为装机容量规模化效应、电站所处地理地势环境差异、所处省份的电站生产管理费用及生产生活成本的不同，致使上述不同成本分项的单位成本差异。

根据上述历史运营成本（且该运营成本未因非常规性运维发生大额变动），2023 年、2024 年预测发生的运营管理成本约为 1,003.03 万元（含税）、1,071.55 万元（含税）。因运营管理成本系参考项目公司历史年度实际成本并结合项目公司 2023 年度预算而制定，运营管理成本具有合理性。

如前所述，运营管理机构每年收取运营管理服务费和运营管理成本，其中运营管理服务费主要覆盖运营管理机构人力成本，运营管理成本主要覆盖基础设施项目日常运维成本。以 2023 年度为例，两个项目运营相关成本费用合计为 1,902.43 万元（含税）（包括运营管理费 784.40 万元、运营管理成本 1,003.03 万元和榆林光伏项目组件清洗及除草费用 115 万元），按电站规模 400MW 折算，折合 0.0476 元/瓦。

通过查询市场公开信息，基金管理人统计了 2022 年度公示的 7 个集中式光伏电站外包运维服务的招标结果，平均运维服务中标价格 0.0498 元/瓦。公示项目中，外包运维服务的主要工作范围包含光伏

发电设备设施及升压站的日常运维工作，与本项目运营管理机构承担的服务范围基本一致。如前所述，两个项目运维服务价格为 0.0476 元/瓦，略低于经统计的中标平均服务价格 0.0498 元/瓦。

综上所述，本基金的基金管理人、专项计划管理人及运营管理机构收费具有合理性。

（以下无正文）

（本页无正文，为《关于<关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金上市及中航京能光伏 1 号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见>的回复》之盖章页）



(本页无正文，为《关于<关于中航京能光伏封闭式基础设施证券投资基金上市及中航京能光伏1号资产支持专项计划资产支持证券挂牌转让申请受理反馈意见>的回复》之盖章页)

